



PROCEDE ET APPAREIL D'ACQUISITION DE DONNEES, DANS UN  
PUITS D'HYDROCARBURE EN PRODUCTION

DESCRIPTION

5

**Domaine technique**

L'invention concerne un procédé et un appareil d'acquisition de données, destinés à être utilisés dans un puits d'hydrocarbure en production.

10

Plus précisément, le procédé et l'appareil selon l'invention sont conçus pour assurer la surveillance des paramètres de production dans un puits d'hydrocarbure et pour permettre d'établir un diagnostic en cas d'incident.

15

**Etat de la technique**

Pour assurer les fonctions de surveillance et de diagnostic dans les puits d'hydrocarbure en production, on cherche à acquérir un certain nombre de données, principalement physiques. Pour l'essentiel, ces données concernent le fluide multiphasique qui s'écoule dans le puits (débit, proportion des différentes phases, température, pression, etc.). Elles peuvent aussi concerner certaines caractéristiques du puits proprement dit (ovalisation, inclinaison, etc.).

25

Des données particulièrement importantes pour l'exploitant sont le débit moyen et la proportion de chacune des phases présentes dans le fluide multiphasique.

30

Pour acquérir ces données et comme l'illustre notamment le document FR-A-2 732 068, une solution

classique consiste à effectuer, d'une part, une mesure globale de la vitesse du fluide s'écoulant dans le puits, au moyen d'une hélice placée dans l'axe de celui-ci, et, d'autre part, des mesures locales permettant de déterminer la proportion des différentes phases du fluide dans certaines régions du puits. La mesure de vitesse et les mesures locales sont faites à des niveaux différents. Les mesures locales sont effectuées à l'aide de capteurs locaux qui peuvent être des capteurs de résistivité, des capteurs optiques, etc..

Dans le document FR-A-2 761 111, on a proposé un perfectionnement à ce type d'appareil, dans lequel la mesure globale de la vitesse du fluide et la détermination des proportions des différentes phases s'effectuent sensiblement au même niveau. Un tel appareil est plus compact que les appareils classiques et permet d'éviter certaines erreurs ou imprécisions dues à des décalages entre les points de mesure.

Pour déterminer le débit des différentes phases du fluide en écoulement dans le puits, à partir des mesures faites par ces appareils existants, on calcule le débit du fluide sur la section du puits en multipliant la vitesse globale mesurée au centre de celui-ci par la section du puits à l'endroit où cette mesure est effectuée. On affecte ensuite à ce débit global la proportion de la phase considérée, déterminée par les capteurs locaux.

On sait, par ailleurs, que la répartition des différentes phases du fluide en écoulement dans un puits pétrolier n'est pas la même selon que le puits

est vertical, incliné ou horizontal. En effet, du fait de la différence de densité des différentes phases du fluide, ces phases se stratifient progressivement au fur et à mesure que l'inclinaison du puits s'accroît.

5 Ainsi, dans le cas d'un fluide triphasique contenant de l'eau, du pétrole et du gaz, ces trois phases tendent à s'écouler les unes au-dessus des autres, lorsque le puits est fortement incliné ou horizontal.

Pour tenir compte de ce phénomène et comme  
10 l'illustrent notamment les documents GB-A-2 294 074 et GB-A-2 313 196, on a proposé des appareils d'acquisition de données munis d'un certain nombre de capteurs locaux qui sont répartis dans un plan vertical médian du puits, lorsque l'outil est amené en position  
15 opérationnelle dans un puits incliné ou horizontal.

L'agencement des capteurs locaux proposés dans ces documents permet de prendre en compte la stratification des différentes phases dans les puits inclinés ou horizontaux, pour déterminer de façon plus  
20 fiable leurs proportions. Toutefois, la technique utilisée pour déterminer le débit de chacune des phases reste la même et repose sur la détermination de la vitesse globale d'écoulement du fluide dans le puits.

Dans le document GB-A-2 307 047, il est  
25 proposé un appareil d'acquisition de données destiné à des puits horizontaux ou très fortement inclinés dans lesquels s'écoulent une phase liquide, ainsi qu'une phase gazeuse importante. Cet appareil dispose de différents capteurs situés dans la phase gazeuse et de  
30 capteurs situés dans la ou les phases liquides. De plus, il mesure séparément les vitesses des phases

gazeuse et liquide. Il effectue également une mesure de niveau, par un système capacitif, afin de déterminer les proportions des phases gazeuse et liquide.

Cet appareil ne peut être utilisé que dans les puits horizontaux ou très fortement inclinés. En d'autres termes, il n'est pas utilisable dans les puits verticaux ou de faible inclinaison. De plus, la technique de mesure de niveau utilisée ne permet pas de connaître réellement les proportions des différentes phases du fluide. En effet, il existe généralement une zone intermédiaire où le gaz et le liquide sont mélangés, de sorte que la mesure de niveau effectuée est très imprécise. En outre, la présence fréquente de deux phases liquides, telles que de l'eau et du pétrole n'est pas prise en compte.

#### **Exposé de l'invention**

L'invention a pour objet un procédé et un appareil d'acquisition de données, permettant de déterminer de façon plus précise et plus fiable que les appareils existants le débit des différentes phases d'un fluide s'écoulant dans un puits pétrolier, notamment lorsque ce puits est incliné ou horizontal.

L'invention repose sur l'observation selon laquelle, dans un puits incliné ou horizontal, le débit d'une phase du fluide n'est pas égal au produit de la vitesse globale (ou moyenne) du fluide par la section du puits, multiplié par la proportion de cette phase dans le fluide en écoulement, mais plutôt au produit de la vitesse de la phase considérée, par la proportion de cette phase et par la section.

Ainsi, il est proposé un procédé d'acquisition de données, dans un puits d'hydrocarbure, caractérisé en ce qu'il consiste à déterminer à la fois la vitesse locale d'un fluide multiphasique circulant dans le puits et les proportions locales des phases dudit fluide, dans chacune d'au moins deux régions distinctes du puits, non alignées parallèlement à l'axe de celui-ci.

De préférence, les régions dans lesquelles sont effectuées les mesures sont toutes situées dans un même plan passant par l'axe du puits, ou à proximité de ce plan.

Plus précisément, ces régions sont réparties de préférence sur toute la largeur du puits.

Pour assurer l'efficacité de la mesure dans un puits incliné ou horizontal, on oriente avantageusement le plan dans lequel sont situées les régions de mesure selon une direction sensiblement verticale.

L'une de ces régions est alors située, de préférence, à proximité d'une génératrice supérieure du puits.

Avantageusement, on affecte à chacune desdites régions un élément de section ( $\Delta s_i$ ) du puits, et on détermine le débit global  $Q$  de chacune desdites phases à partir de la relation :

$$Q = \sum_i q_i \cdot \frac{\Delta s_i}{S}$$

où  $S$  est la section verticale totale du puits et  $q_i$  est le débit de ladite phase dans l'élément de section  $\Delta s_i$ ,

avec  $q_i = v_i \cdot h_i$

où  $v_i$  est la vitesse locale de ladite phase dans l'élément de section  $\Delta s_i$

et  $h_i$  est la proportion locale de ladite phase dans

5 l'élément de section  $\Delta s_i$ .

L'invention a aussi pour objet un appareil d'acquisition de données, dans un puits d'hydrocarbure, caractérisé en ce qu'il comprend, dans chacune d'au moins deux régions distinctes du puits, non alignées  
10 parallèlement à l'axe de celui-ci, un moyen pour déterminer la vitesse locale d'un fluide multiphasique circulant dans le puits et un moyen pour déterminer les proportions locales des phases dudit liquide.

Dans un mode de réalisation préféré de  
15 l'invention, l'appareil comprend un corps apte à reposer, par gravité, contre une génératrice inférieure du puits et au moins un bras déployable supporté par le corps à une extrémité et apte à être appliqué contre la génératrice supérieure du puits, dans lequel au moins  
20 certains des moyens pour déterminer la vitesse locale du fluide et au moins certains des moyens pour déterminer les proportions locales des phases sont supportés par le bras déployable.

Dans un autre mode de réalisation préféré de  
25 l'invention, l'appareil comprend un corps apte à être centré selon l'axe du puits par des moyens de centrage incluant au moins deux bras déployables supportés par le corps et aptes à être appliqués contre les génératrices inférieure et supérieure du puits, dans  
30 lequel au moins certains des moyens pour déterminer la vitesse locale du fluide et au moins certains des

moyens pour déterminer les proportions locales des phases sont supportés par les bras déployables.

Selon le cas, les moyens pour déterminer la vitesse locale du fluide et les moyens pour déterminer les proportions locales des phases peuvent être soit regroupés dans des ensembles multi-capteurs, soit séparés. Dans ce dernier cas, un moyen pour déterminer la vitesse locale du fluide et un moyen pour déterminer les proportions locales des phases sont sensiblement alignés parallèlement à l'axe du puits, dans chacune des régions de mesure.

#### **Brève description des dessins**

On décrira à présent, à titre d'exemples non limitatifs, différents modes de réalisation de l'invention, en se référant aux dessins annexés, dans lesquels :

- la figure 1 est une vue en coupe longitudinale représentant de façon schématique un appareil d'acquisition de données selon un premier mode de réalisation de l'invention, dans un puits fortement incliné ;

- la figure 2 est une vue en coupe schématique selon la ligne II-II de la figure 1 ;

- la figure 3 est une vue comparable à la figure 1 illustrant un autre mode de réalisation de l'invention ; et

- la figure 4 est une vue en coupe comparable à la figure 1, illustrant une variante du premier mode de réalisation.



**Exposé détaillé de plusieurs modes de réalisation préférés de l'invention**

Sur la figure 1, on a représenté très schématiquement une partie d'un appareil 10 d'acquisition de données, placé dans un puits 12 d'hydrocarbure en production. Plus précisément, la partie du puits 12 dans laquelle se trouve l'appareil 10 est inclinée, de sorte que le fluide pétrolier multiphasique qui y circule est au moins partiellement stratifié. L'appareil 10 d'acquisition de données conforme à l'invention est relié à une installation de surface (non représentée) par un câble ou une tige souple. Les données acquises dans l'appareil 10 sont transmises en temps réel à l'installation de surface, par télémetrie, au travers du câble ou de la tige souple.

Dans des modules non représentés, qui ne font pas partie de l'invention, l'appareil 10 d'acquisition de données comporte un certain nombre de capteurs tels que des capteurs de pression et de température. Il comprend aussi un système de télémetrie.

Dans la partie représentée sur la figure 1, l'appareil 10 d'acquisition de données comprend un corps cylindrique 14, dont le diamètre est sensiblement inférieur au diamètre intérieur du puits 12. Le corps 14 supporte un mécanisme déployable 16, apte à être déployé dans un plan passant par l'axe longitudinal dudit corps.

Dans le mode de réalisation illustré sur la figure 1, le mécanisme 16 comprend un bras 18, dont une extrémité tournée vers le bas est articulée sur le

corps 14 et un bras 20, interposé entre l'autre extrémité du bras 18 et une partie du corps 14 plus proche de la surface. Cette dernière extrémité du bras 20 est susceptible d'être déplacée dans le corps 14, 5 parallèlement à son axe longitudinal, par un moteur 22. L'actionnement du moteur 22 permet de déplacer le mécanisme 16 entre une position active de l'appareil, dans laquelle ce mécanisme est déployé de la manière illustrée sur la figure 1, et une position inactive, 10 dans laquelle le mécanisme 16 est escamoté dans le corps 14.

Dans une variante de réalisation non représentée, le mécanisme 16 peut être constitué par un mécanisme à ressort, déployé automatiquement lorsque 15 l'appareil est introduit dans le puits. Le moteur 22 est alors supprimé.

Dans le mode de réalisation de la figure 1, lorsque l'appareil 10 est introduit dans un puits incliné ou horizontal, le corps 14 vient 20 automatiquement reposer dans la partie basse du puits, c'est-à-dire contre la génératrice inférieure de celui-ci. Lorsque le déploiement du mécanisme 16 est commandé, celui-ci occupe alors automatiquement l'intégralité du diamètre du puits. Par conséquent, les 25 bras 18 et 20 formant le mécanisme 16 sont placés automatiquement au-dessus du corps 14, dans un plan vertical passant par l'axe longitudinal du puits 12.

En variante, il est possible d'équiper le corps 14 de l'appareil d'un dispositif magnétique. Ce 30 dispositif coopère avec le cuvelage métallique qui revêt l'intérieur du puits 12, de façon à garantir une

bonne orientation du corps 14 dans le plan vertical précité.

L'appareil 10 d'acquisition de données comprend, dans chacune d'au moins deux régions distinctes du puits 12, un moyen pour déterminer la vitesse locale du fluide multiphasique circulant dans celui-ci et un moyen pour déterminer les proportions locales des phases de ce fluide. Les différentes régions dans lesquelles s'effectuent les mesures ne sont pas alignées parallèlement à l'axe longitudinal du puits.

Plus précisément, dans le mode de réalisation illustré sur les figures 1 et 2, l'appareil 10 est équipé de cinq ensembles multi-capteurs 24, dont chacun regroupe un moyen pour déterminer la vitesse locale du fluide et un moyen pour déterminer les proportions locales des phases de ce fluide. L'un de ces ensembles multi-capteurs 24 est monté dans le corps 14 de l'appareil 10 et les quatre autres ensembles multi-capteurs 24 sont montés sur le bras 18 du mécanisme 16, de façon à être régulièrement répartis sur toute la largeur du puits 12, dans le plan vertical passant par l'axe longitudinal de ce puits.

L'un des ensembles multi-capteurs 24 montés sur le bras 18 est placé sur l'extrémité de celui-ci sur laquelle s'articule le bras 20. Par conséquent, cet ensemble multi-capteurs 24 se trouve situé à proximité immédiate de la génératrice supérieure du puits, lorsque le mécanisme 16 est déployé.

La répartition géométrique des ensembles multi-capteurs 24 sur toute la largeur du puits 12,

dans le plan vertical passant par l'axe longitudinal de celui-ci, est illustrée schématiquement sur la figure 2.

5 Dans la pratique, chacun des moyens pour déterminer la vitesse locale du fluide, contenus dans les ensembles multi-capteurs 24, est constitué par une hélice (non représentée) de petite taille. Les ensembles multi-capteurs 24 sont montés sur le bras 18 du mécanisme 16 de façon telle que les axes des hélices  
10 soient orientés sensiblement parallèlement à l'axe longitudinal du puits 12 lorsque le mécanisme 16 est déployé. Cela peut être aisément obtenu en montant les ensembles 24 sur les bras 18 par des mécanismes de type parallélogrammes déformables ou équivalents.

15 Par ailleurs, chacun des moyens pour déterminer les proportions locales des phases du fluide, qui équipe chaque ensemble multi-capteurs 24, peut être constitué par tout moyen connu apte à remplir cette fonction. Parmi ces moyens connus, on citera  
20 notamment les capteurs de résistivité, tels que décrits dans le document EP-A-0 733 780, les capteurs optiques tels que décrit dans le document FR-A-2 749 080, ou des capteurs multiples, regroupant par exemple deux ou trois capteurs optiques ou un capteur optique et un  
25 capteur de résistivité.

Dans le mode de réalisation des figures 1 et 2, chaque moyen pour déterminer les proportions locales des phases peut notamment être placé au centre de l'hélice de petit taille servant à mesurer la vitesse  
30 locale du fluide.

Grâce à l'agencement qui vient d'être décrit on dispose, dans chacune des régions locales occupées par les ensembles multi-capteurs 24, d'une mesure de la vitesse locale du fluide et d'une donnée représentative des proportions locales des phases. On peut donc calculer avec précision, dans chacune des régions dans lesquelles se trouvent les ensembles multi-capteurs 24, la valeur du débit de chacune des phases entrant dans la composition du fluide pétrolier circulant dans cette région du puits. Le débit total est ensuite déterminé, pour chacune des phases, en additionnant, pour l'ensemble des régions, la valeur des débits précédemment calculés.

On obtient ainsi une mesure de ces débits sensiblement plus précise qu'avec les appareils de l'art antérieur, aussi bien lorsque le puits est vertical que lorsqu'il est incliné ou horizontal.

La méthode de détermination du débit global repose sur l'observation expérimentale selon laquelle, dans un puits incliné ou horizontal, les différentes phases sont stratifiées selon des lignes de séparation sensiblement horizontales, dans une section verticale du puits. Ainsi, la section totale du puits peut être divisée en plusieurs éléments de section  $\Delta s$  ayant des côtés horizontaux. Un ensemble multi-capteurs 24 est associé à chacun de ces éléments de section  $\Delta s$ . Sur cette base, le débit global ou total d'une phase donnée est égal à la somme des débits de cette phase calculés sur l'ensemble des éléments de section  $\Delta s$ . En d'autres termes, dans l'hypothèse ou l'on utilise trois ensembles multi-capteurs 24 associés à trois éléments

de section  $\Delta s_1$ ,  $\Delta s_2$  et  $\Delta s_3$ , le débit global  $Q$  est donné par la relation :

$$Q = q_1 \cdot \frac{\Delta s_1}{S} + q_2 \cdot \frac{\Delta s_2}{S} + q_3 \cdot \frac{\Delta s_3}{S}$$

5

où  $S$  représente la section verticale totale du puits et  $q_1$ ,  $q_2$  et  $q_3$  représentent les débits de la phase concernée dans les éléments de section respectifs  $\Delta s_1$ ,  $\Delta s_2$  et  $\Delta s_3$ , chacun de ces débits étant égal au produit  
10 de la vitesse locale  $v_1$ ,  $v_2$ ,  $v_3$  de la phase concernée par la proportion locale  $h_1$ ,  $h_2$ ,  $h_3$  de cette phase.

Sur la figure 3, on a illustré schématiquement un autre mode de réalisation de l'appareil 10 conforme à l'invention.

15 Dans ce cas, le corps 14 de l'appareil 10 d'acquisition de données est centré selon l'axe longitudinal du puits 12 par au moins deux bras 18' et 20', situés en des emplacements diamétralement opposés par rapport à l'axe longitudinal du corps 14. Comme  
20 précédemment, les bras 18' et 20' peuvent être des bras articulés, déployés ou repliés au moyen d'un moteur monté dans le corps 14, ou des bras formant ressorts, comme on l'a illustré sur la figure 3.

Dans ce deuxième mode de réalisation, les bras  
25 18' et 20' sont montés sur le corps 14 de l'appareil 10, par exemple par l'intermédiaire d'un mécanisme permettant d'orienter automatiquement ces bras afin qu'ils se trouvent situés dans le plan vertical passant par l'axe longitudinal du puits 12, lorsque celui-ci  
30 est incliné ou horizontal. Un tel mécanisme (non

représenté) peut notamment comprendre un rhéostat à masselotte délivrant un signal représentatif de la direction verticale. Un moteur sensible à ce signal assure alors l'orientation désirée des bras 18' et 20'.

5            Dans ce mode de réalisation de la figure 3, des ensembles multi-capteurs 24 sont montés dans le corps 14 ainsi que sur chacun des bras 18' et 20', de façon à effectuer des mesures dans des régions distinctes du puits, régulièrement réparties sur toute  
10 la largeur de celui-ci, dans un même plan orienté verticalement et passant par l'axe longitudinal du puits.

          Dans le cas particulier de la figure 3, un ensemble multi-capteurs 24 est monté dans le corps 14  
15 de l'appareil 10 et deux ensembles multi-capteurs 24 sont montés sur chacun des bras 18' et 20'. Plus précisément, chacun des bras 18' et 20' supporte un ensemble multi-capteurs 24 à proximité immédiate des parois du puits 12, c'est-à-dire des génératrices  
20 supérieure et inférieure de celui-ci. Chacun des bras 18' et 20' supporte également un ensemble multi-capteurs 24 en un emplacement tel qu'il est placé radialement sensiblement à mi-distance entre le corps 14 de l'appareil et les génératrices inférieure et  
25 supérieure du puits.

          En variante, l'ensemble multi-capteurs 24 monté dans le corps 14 de l'appareil 10 peut être supprimé et remplacé par deux ensembles multi-capteurs 24 montés symétriquement à proximité immédiate du corps  
30 14, sur chacun des bras 18' et 20'.

Sur la figure 4, on a représenté schématiquement une variante du premier mode de réalisation de l'invention.

Cette variante se distingue essentiellement du mode de réalisation décrit précédemment en se référant aux figures 1 et 2 par le fait qu'au lieu d'être regroupés dans des ensembles multi-capteurs, les moyens pour déterminer la vitesse locale du fluide et les moyens pour déterminer les proportions locales des phases sont situés en des emplacements différents.

Plus précisément, les mini-hélices 26 formant les moyens pour déterminer la vitesse locale du fluide sont montées sur le corps 14 et sur le bras 18, alors que les capteurs locaux 28 formant les moyens pour déterminer les proportions locales des phases de ce fluide sont montés sur le corps 14 et sur le bras 20. Dans ce cas, une mini-hélice 26 et un capteur local 28 sont montés sur le corps 14 de l'appareil 10 alors que trois mini-hélices 26 et trois capteurs locaux 28 sont montés sur les bras 18 et 20 du mécanisme 16.

Comme précédemment, les mini-hélices 26 et les capteurs locaux 28 sont regroupés par paire, afin que chaque ensemble formé par une mini-hélice 26 et un capteur local 28 effectue des mesures dans des emplacements alignés parallèlement à l'axe longitudinal du puits 12, c'est-à-dire dans une même région de mesures pour le fluide qui s'écoule dans le puits. Par ailleurs, et comme précédemment, les mesures effectuées par les différents ensembles formés par une mini-hélice 26 et un capteur local 28 sont faites dans des régions



distinctes, c'est-à-dire non alignées parallèlement à l'axe du puits 12.

Comme dans les modes de réalisation préalablement décrits, les régions dans lesquelles  
5 s'effectuent les mesures sont régulièrement réparties sur toute la largeur du puits et situées approximativement dans un même plan passant par l'axe du puits et orienté selon une direction sensiblement verticale lorsque le puits est incliné ou horizontal.

10 La variante de réalisation de la figure 4 présente les mêmes avantages que les deux modes de réalisation décrits en référence aux figures 1 à 3. Par ailleurs, elle permet de simplifier l'appareil, en montant les mini-hélices et les capteur locaux en des  
15 emplacements physiquement différents de celui-ci.

Bien entendu, l'invention n'est pas limitée aux modes de réalisation qui viennent d'être décrits à titre d'exemple. Ainsi, on comprendra notamment que le montage des moyens pour déterminer la vitesse locale du  
20 fluide et des moyens pour déterminer les proportions locales des phases en des emplacements distincts, tel que décrit en référence à la figure 4, peut aussi s'appliquer au deuxième mode de réalisation décrit en référence à la figure 3.

## REVENDICATIONS

1. Procédé d'acquisition de données, dans un puits d'hydrocarbure (12), caractérisé en ce qu'il  
5 consiste à déterminer à la fois la vitesse locale d'un fluide multiphasique circulant dans le puits et les proportions locales des phases dudit fluide, dans chacune d'au moins deux régions distinctes du puits, non alignées parallèlement à l'axe de celui-ci.
- 10 2. Procédé selon la revendication 1, dans lequel lesdites régions sont toutes situées dans un même plan passant par l'axe du puits, ou à proximité de ce plan.
3. Procédé selon la revendication 2, dans  
15 lequel lesdites régions sont réparties sur toute la largeur du puits (12).
4. Procédé selon l'une quelconque des revendications 2 et 3, dans lequel on oriente ledit plan selon une direction sensiblement verticale,  
20 lorsque le puits (12) est incliné ou horizontal.
5. Procédé selon les revendications 3 et 4 combinées, dans lequel l'une desdites régions est située à proximité d'une génératrice supérieure du puits (12).
- 25 6. Procédé selon l'une quelconque des revendications précédentes, dans lequel on affecte à chacune desdites régions un élément de section ( $\Delta s_i$ ) du puits, et on détermine le débit global Q de chacune desdites phases à partir de la relation :

$$Q = \sum_i q_i \cdot \frac{\Delta s_i}{S}$$

où S est la section verticale totale du puits  
et  $q_i$  est le débit de ladite phase dans l'élément de  
section  $\Delta s_i$ ,

5 avec  $q_i = v_i \cdot h_i$

où  $v_i$  est la vitesse locale de ladite phase dans  
l'élément de section  $\Delta s_i$   
et  $h_i$  est la proportion locale de ladite phase dans  
l'élément de section  $\Delta s_i$ .

10 7. Appareil (10) d'acquisition de données,  
dans un puits d'hydrocarbure (12), caractérisé en ce  
qu'il comprend, dans chacune d'au moins deux régions  
distinctes du puits, non alignées parallèlement à l'axe  
de celui-ci, un moyen (26) pour déterminer la vitesse  
15 locale d'un fluide multiphasique circulant dans le  
puits et un moyen (28) pour déterminer les proportions  
locales des phases dudit liquide.

8. Appareil selon la revendication 7, dans  
lequel lesdites régions sont toutes situées dans un  
20 même plan passant par l'axe du puits (12).

9. Appareil selon la revendication 8, dans  
lequel lesdites régions sont réparties sur toute la  
largeur du puits (12).

10. Appareil selon l'une quelconque des  
25 revendications 8 et 9, dans lequel des moyens sont  
prévus pour orienter ledit plan selon une direction  
sensiblement verticale, lorsque le puits (12) est  
incliné ou horizontal.

11. Appareil selon les revendications 8 et 9  
30 combinées, dans lequel l'une desdites régions est

située à proximité d'une génératrice supérieure du puits (12).

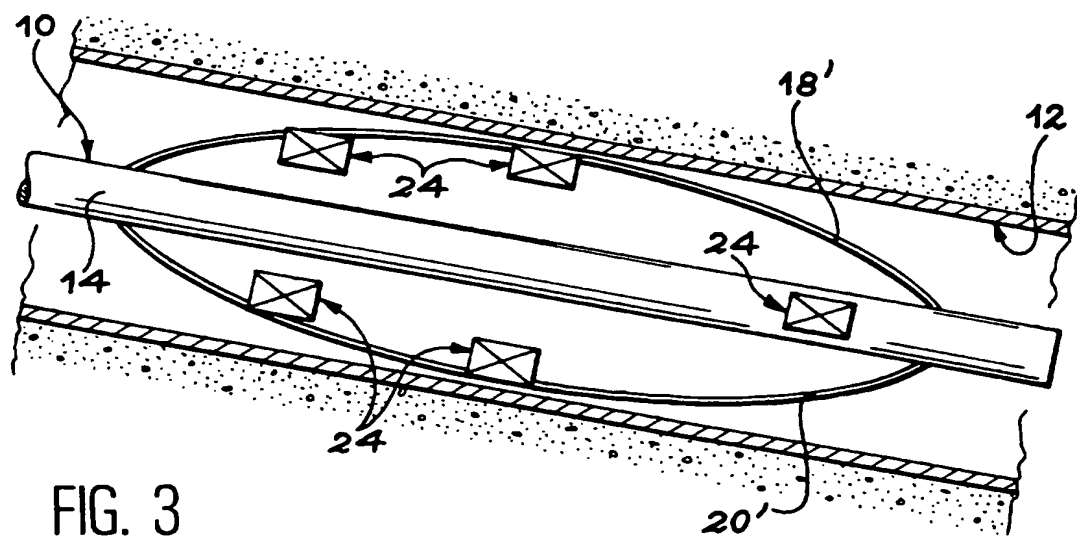
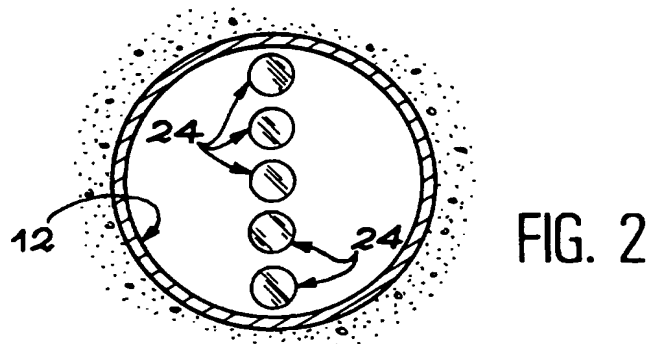
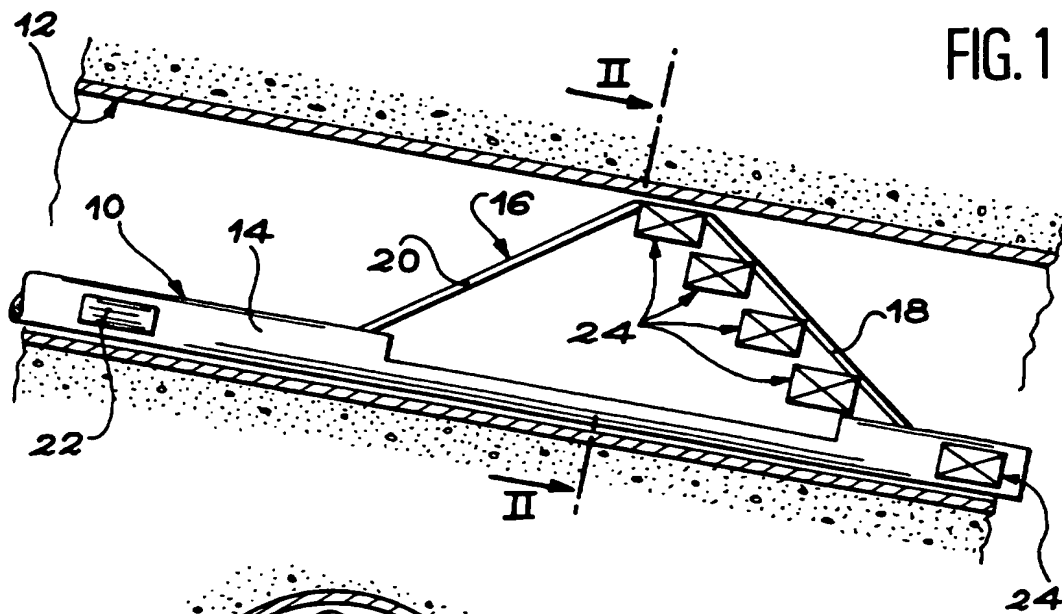
12. Appareil selon l'une quelconque des revendications 10 et 11, comprenant un corps (14) apte à reposer, par gravité, contre une génératrice inférieure du puits (12) et au moins un bras déployable (18,20) supporté par le corps (14) à une extrémité et apte à être appliqué contre la génératrice supérieure du puits, dans lequel au moins certains des moyens (26) pour déterminer la vitesse locale du fluide et au moins certains des moyens (28) pour déterminer les proportions locales des phases sont supportés par le bras déployable (18,20).

13. Appareil selon l'une quelconque des revendications 10 et 11, comprenant un corps (14) apte à être centré selon l'axe du puits par des moyens de centrage incluant au moins deux bras déployables (18',20') supportés par le corps (14) et aptes à être appliqués contre les génératrices inférieure et supérieure du puits, dans lequel au moins certains des moyens (26) pour déterminer la vitesse locale du fluide et au moins certains des moyens (28) pour déterminer les proportions locales des phases sont supportés par les bras déployables (18',20').

14. Appareil selon l'une quelconque des revendications 7 à 13, dans lequel sont prévus des ensembles multi-capteurs (24), regroupant chacun un moyen (26) pour déterminer la vitesse locale du fluide et un moyen (28) pour déterminer les proportions locales des phases.

15. Appareil selon l'une quelconque des revendications 7 à 13, dans lequel un moyen (26) pour déterminer la vitesse locale du fluide et un moyen (28) pour déterminer les proportions locales des phases sont  
5 montés en des emplacements distincts, sensiblement alignés parallèlement à l'axe du puits, dans chacune desdites régions.

1 / 2



2 / 2

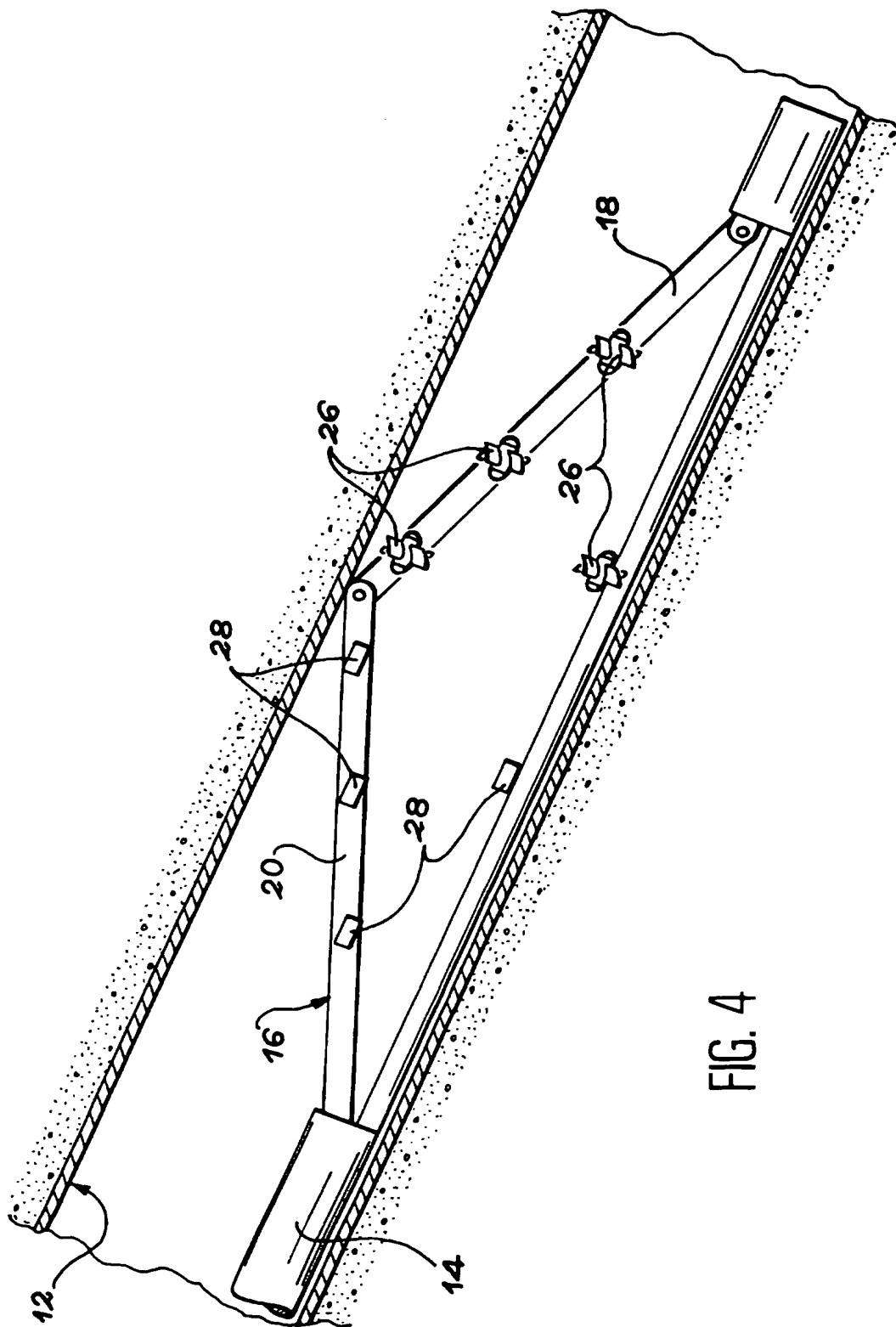


FIG. 4

REPUBLIQUE FRANÇAISE

2797295

INSTITUT NATIONAL  
de la  
PROPRIETE INDUSTRIELLE

**RAPPORT DE RECHERCHE  
PRELIMINAIRE**

établi sur la base des dernières revendications  
déposées avant le commencement de la recherche

N° d'enregistrement  
national

FA 574838  
FR 9910197

DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS		Revendications concernées de la demande examinée
Catégorie	Citation du document avec indication, en cas de besoin, des parties pertinentes	
X	US 5 251 479 A (SIEGFRIED) 12 octobre 1993 (1993-10-12)  * colonne 4, ligne 27 - ligne 29 * * colonne 4, ligne 48 - ligne 53 * * colonne 5, ligne 49 - ligne 56 * ---	1-5, 7-11,13, 15
X,D	GB 2 307 047 A (WESTERN ATLAS INT INC) 14 mai 1997 (1997-05-14) * abrégé * * page 8, ligne 21 - page 9, ligne 19 * * page 10, ligne 1 - ligne 5 * ---	1,2,4-8, 10,15
A	US 5 631 413 A (YOUNG) 20 mai 1997 (1997-05-20) * colonne 11, ligne 15 - ligne 20 * * colonne 7, ligne 62 - colonne 8, ligne 6 * * colonne 13, ligne 3 - ligne 30 * * colonne 13, ligne 35 - ligne 39; figures 2,17 * ---	1,7
A,D	FR 2 732 068 A (SERVICES PETROLIERS SCHLUMBERGER) 27 septembre 1996 (1996-09-27) * page 9, ligne 26 - ligne 28 * * page 12, ligne 32 - page 13, ligne 2 * * page 13, ligne 27 - page 14, ligne 2 * ---	1,7
A,D	FR 2 761 111 A (SERVICES PETROLIERS SCHLUMBERGER ) 25 septembre 1998 (1998-09-25) * abrégé * --- -/--	1,7
		DOMAINES TECHNIQUES RECHERCHES (Int.CL.7)
		E21B G01F G01N
Date d'achèvement de la recherche 28 avril 2000		Examineur Sogno, M
<p><b>CATEGORIE DES DOCUMENTS CITES</b></p> <p>X : particulièrement pertinent à lui seul Y : particulièrement pertinent en combinaison avec un autre document de la même catégorie A : pertinent à l'encontre d'au moins une revendication ou arrière-plan technologique général O : divulgation non-écrite P : document intercalaire</p> <p>T : théorie ou principe à la base de l'invention E : document de brevet bénéficiant d'une date antérieure à la date de dépôt et qui n'a été publié qu'à cette date de dépôt ou qu'à une date postérieure. D : cité dans la demande L : cité pour d'autres raisons &amp; : membre de la même famille, document correspondant</p>		

2  
EPO FORM 1503 (03.02) (P04CT12)



REPUBLIQUE FRANÇAISE

2797295

INSTITUT NATIONAL  
de la  
PROPRIETE INDUSTRIELLE

**RAPPORT DE RECHERCHE  
PRELIMINAIRE**  
établi sur la base des dernières revendications  
déposées avant le commencement de la recherche

N° d'enregistrement  
national

FA 574838  
FR 9910197

DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS		Revendications concernées de la demande examinée
Catégorie	Citation du document avec indication, en cas de besoin, des parties pertinentes	
A,D	GB 2 294 074 A (WESTERN ATLAS INT INC) 17 avril 1996 (1996-04-17) * page 10, ligne 5 - ligne 9 * * page 10, ligne 23 - ligne 28 * * page 12, ligne 12 - ligne 14 * * page 16, ligne 20 - ligne 25 *	1,7
A,D	GB 2 313 196 A (WESTERN ATLAS INT INC) 19 novembre 1997 (1997-11-19) * page 5, ligne 28 - page 6, ligne 1 *	1,7
A	GB 2 301 675 A (WESTERN ATLAS INT INC) 11 décembre 1996 (1996-12-11) * page 6, ligne 15 - ligne 28 * * page 8, ligne 19 - ligne 22 * * page 3, ligne 29 - page 4, ligne 2 *	1,7
A,D	FR 2 749 080 A (SERVICES PETROLIERS SCHLUMBERGER) 28 novembre 1997 (1997-11-28) * abrégé * * page 1, ligne 18 - ligne 22 *	1,7
A	US 5 561 245 A (GEORGI) 1 octobre 1996 (1996-10-01) * colonne 4, ligne 16 - ligne 18 * * colonne 4, ligne 24 - ligne 33 *	1,7
A	US 4 435 978 A (GLATZ ) 13 mars 1984 (1984-03-13) * revendication 1 * * colonne 4, ligne 3 - ligne 5 * * colonne 5, ligne 15 - ligne 22 *	1,7
		DOMAINES TECHNIQUES RECHERCHES (Int.CL.7)
Date d'achèvement de la recherche		Examineur
28 avril 2000		Sogno, M
<p>CATEGORIE DES DOCUMENTS CITES</p> <p>X : particulièrement pertinent à lui seul Y : particulièrement pertinent en combinaison avec un autre document de la même catégorie A : pertinent à l'encontre d'au moins une revendication ou arrière-plan technologique général O : divulgation non-écrite P : document intercalaire</p> <p>T : théorie ou principe à la base de l'invention E : document de brevet bénéficiant d'une date antérieure à la date de dépôt et qui n'a été publié qu'à cette date de dépôt ou qu'à une date postérieure. D : cité dans la demande L : cité pour d'autres raisons &amp; : membre de la même famille, document correspondant</p>		

2

EPO FORM 1503 03.02 (P04C13)